



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.022.A № 46967

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электрической энергии и мощности закрытого
акционерного общества "Петербургский нефтяной терминал"**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР **001**

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

**Общество с ограниченной ответственностью "Оператор коммерческого
учета" (ООО "ОКУ"), г. Санкт-Петербург**

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № **50234-12**

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МИ 3000-2006

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ **4 года**

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **25 июня 2012 г. № 438**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Е.Р.Петросян

"....." 2012 г.

Серия СИ

№ 005293

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности закрытого акционерного общества «Петербургский нефтяной терминал»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности закрытого акционерного общества «Петербургский нефтяной терминал» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами закрытого акционерного общества «Петербургский нефтяной терминал», сбора, обработки, хранения и отображения полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой multifunctionalную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии и средних на 30-минутных интервалах значений активной и реактивной мощности;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электрической энергии и значениях электрической энергии с нарастающим итогом с дискретностью учета 30 мин и данных о состоянии средств измерений;
- хранение результатов измерений в стандартной базе данных в течение не менее 3,5 лет;
- обеспечение ежесуточного резервирования базы данных на внешних носителях информации;
- разграничение доступа к базам данных для разных групп пользователей и фиксация в отдельном электронном файле всех действий пользователей с базами данных;
- передача результатов измерений, данных о состоянии средств измерений в различных форматах организациям-участникам РРЭ и ОРЭ (далее внешним организациям);
- предоставление контрольного санкционированного доступа к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений со стороны внешних организаций;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройку параметров АИИС КУЭ;
- ведение времени в АИИС КУЭ (коррекция показаний часов).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительный комплекс точек измерения, включающий:

- измерительные трансформаторы тока (ТТ),
- измерительные трансформаторы напряжения (ТН),
- вторичные измерительные цепи,
- multifunctionalные электронные счетчики электрической энергии.

2-й уровень – информационно вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий:

- устройство сбора и передачи данных (УСПД),
- технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура).

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий:

- сервер баз данных (сервер БД),
- устройство синхронизации времени (УСВ-2),
- технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура),
- автоматизированное рабочее место (АРМ).

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. Счетчик производит измерение действующих (среднеквадратических) значений напряжения (U) и тока (I) рассчитывает полную мощность $S = U \cdot I$.

Измерение активной мощности счетчиком выполняется путем перемножения мгновенных значений сигналов напряжения (U) и тока (I) и интегрирования полученных значений мгновенной мощности (P) по периоду основной частоты сигналов.

Реактивная мощность (Q) рассчитывается в счетчике по алгоритму $Q = (S^2 - P^2)^{0,5}$.

Средние значения активной и реактивной мощностей рассчитываются путем интегрирования текущих значений P и Q на 30-минутных интервалах времени.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по кабелю типа «витая пара» по интерфейсу RS485 поступает на входы УСПД. УСПД осуществляет обработку результатов измерений, а в частности расчет расхода активной и реактивной электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение полученной информации и передача накопленных данных по проводным линиям на верхний уровень системы (уровень ИВК), а также отображение информации на подключаемых к УСПД устройствах и обеспечение доступа организациям-участникам розничного рынка электрической энергии к накопленной информации по коммутируемой телефонной линии общего пользования или GSM-сети.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется последующее формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации-участники оптового рынка электрической энергии осуществляется от сервера БД по выделенным каналам или коммутируемым телефонным линиям связи через интернет-провайдера.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), включающую в себя устройство синхронизации времени УСВ-2, осуществляющее синхронизацию часов сервера БД (ИВК) по эталонным сигналам точного времени, полученным от системы.

Сервер БД осуществляет коррекцию показаний часов УСПД, коррекция выполняется автоматически при расхождении показаний часов УСПД с часами сервера БД более, чем на ± 2 с.

УСПД осуществляет коррекцию показаний часов счетчиков, коррекция выполняется автоматически при расхождении показаний часов счетчиков с часами УСПД более, чем на ± 2 с.

Факт каждой коррекции регистрируется в журнале событий счетчиков, УСПД и сервера БД. Погрешность часов компонентов системы (счетчиков, УСПД и сервера БД) не превышает ± 5 с.

Журналы событий УСПД и счетчиков электрической энергии отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов в момент непосредственно предшествующий корректировке.

Состав измерительных каналов приведен в табл. 1.

Таблица 1

№ ИК	Наименование присоединения	Состав измерительных каналов					
		ТТ	ТН	Счетчик электрической энергии	УСПД	Оборудование ИВК	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	РП-10, ввод 1	ТОЛ-10-І; 300/5; 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 15128-07; Заводской номер: 12801, 4089, 4157	НАМИ-10-95 УХЛ2; 10000/100; 0,5; ГОСТ 1983-2001; Госреестр СИ № 20186-05; Заводской номер: 1035	ЕвроАльфа ЕА02RLX-P2BN-4; Іном (Імакс) = 5 (10) А; Уном =100 В; класс точности: по активной энергии - 0,5S ГОСТ Р 52323-05; по реактивной - 1,0 ГОСТ Р 52425-05; Госреестр СИ № 16666-07; Заводской номер: 01078048	RTU325L-E2-512-M2-B2; Госреестр СИ № 37288-08; Заводской номер: 005848 каналообразующая аппаратура	УСВ-2; Госреестр СИ №41681-09; Заводской номер: 2269	Сервер БД, каналообразующая аппаратура АРМ, ПО «АльфаЦЕНТР»
2	РП-10, ввод 2	ТОЛ-10-І; 300/5; 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 15128-07; Заводской номер: 11240, 3194, 3062	НАМИ-10-95 УХЛ2; 10000/100; 0,5; ГОСТ 1983-2001; Госреестр СИ № 20186-05; Заводской номер: 1138	ЕвроАльфа ЕА02RLX-P2BN-4; Іном (Імакс) = 5 (10) А; Уном =100 В; класс точности: по активной энергии - 0,5S ГОСТ Р 52323-05; по реактивной - 1,0 ГОСТ Р 52425-05; Госреестр СИ № 16666-07; Заводской номер: 01078049			
3	РП-10, ТСН-1	Т-0,66-М УЗ; 150/5; 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 36382-07; Заводской номер: 982614; Т-0,66 УЗ; 150/5; 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 29482-07; Заводской номер: 982614, 16508, 16584	-	ЕвроАльфа ЕА05RLX-P2BN-4; Іном (Імакс) = 5 (10) А; Уном =380 В; класс точности: по активной энергии - 0,5S ГОСТ Р 52323-05; по реактивной - 1,0 ГОСТ Р 52425-05; Госреестр СИ № 16666-07; Заводской номер: 01092031			
4	РП-10, ТСН-2	Т-0,66 УЗ; 150/5; 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 29482-07; Заводской номер: 16441, 16544, 16569	-	ЕвроАльфа ЕА05RLX-P2BN-4; Іном (Імакс) = 5 (10) А; Уном =380 В; класс точности: по активной энергии - 0,5S ГОСТ Р 52323-05; по реактивной - 1,0 ГОСТ Р 52425-05; Госреестр СИ № 16666-07; Заводской номер: 01092032			

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8
5	ТП-38, ввод 1	Т-0,66 УЗ; 1000/5; 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 29482-07; Заводской номер: 116073, 116068, 116072	-	ЕвроАльфа ЕА05RLX-Р2ВN-4; Ином (Имакс) = 5 (10) А; Уном =380 В; класс точности: по активной энергии - 0,5S ГОСТ Р 52323-05; по реактивной - 1,0 ГОСТ Р 52425-05; Госреестр СИ № 16666-07; Заводской номер: 01201890	RTU325L-E2-512-M2-B2; Госреестр СИ № 37288-08; Заводской номер: 005848 каналобразующая аппаратура	УСВ-2; Госреестр СИ №41681-09; Заводской номер: 2269	Сервер БД, каналобразующая аппаратура АРМ, ПО «АльфаЦЕНТР»
6	ТП-38, ввод 2	Т-0,66 УЗ; 1000/5; 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 29482-07; Заводской номер: 116069, 116071, 116070	-	ЕвроАльфа ЕА05RLX-Р2ВN-4; Ином (Имакс) = 5 (10) А; Уном =380 В; класс точности: по активной энергии - 0,5S ГОСТ Р 52323-05; по реактивной - 1,0 ГОСТ Р 52425-05; Госреестр СИ № 16666-07; Заводской номер: 01201891			
7	КТП-45, ввод 1	Т-0,66 УЗ; 1500/5; 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 29482-07; Заводской номер: 115899, 115903, 115884	-	ЕвроАльфа ЕА05RLX-Р2ВN-4; Ином (Имакс) = 5 (10) А; Уном =380 В; класс точности: по активной энергии - 0,5S ГОСТ Р 52323-05; по реактивной - 1,0 ГОСТ Р 52425-05; Госреестр СИ № 16666-07; Заводской номер: 01201888			
8	КТП-45, ввод 2	Т-0,66 УЗ; 1500/5; 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 29482-07; Заводской номер: 115902, 115885, 115882	-	ЕвроАльфа ЕА05RLX-Р2ВN-4; Ином (Имакс) = 5 (10) А; Уном =380 В; класс точности: по активной энергии - 0,5S ГОСТ Р 52323-05; по реактивной - 1,0 ГОСТ Р 52425-05; Госреестр СИ № 16666-07; Заводской номер: 01201889			

Примечание:

Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электрической энергии на аналогичные, утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в табл. 1. Замена оформляется актом. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ, как его неотъемлемая часть.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР».

ПО «АльфаЦЕНТР» осуществляет автоматический параллельный опрос счетчиков электрической энергии с использованием различных типов каналов связи и коммуникационного оборудования, расчет электрической энергии с учетом временных зон, нахождение максимумов мощности для каждой временной (тарифной) зоны, представление данных для анализа в табличном и графическом виде.

ПО «АльфаЦЕНТР» внесено в Государственный реестр средств измерений РФ в составе комплексов измерительно-вычислительных для учета электрической энергии «АльфаЦЕНТР» под № 44595-10.

Уровень защиты ПО «АльфаЦЕНТР» от непреднамеренных и преднамеренных изменений С в соответствии с МИ 3286-2010.

Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР» приведены в табл. 2.

Таблица 2

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПО «АльфаЦЕНТР» АС_РЕ_50	программа-планировщик опроса и передачи данных (стандартный каталог для всех модулей C:\alphacenter\exe)	Amrserver.exe	3.28.6.0	24DC80532F6D9391D C47F5DD7AA5DF37	MD5
	драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	Amrc.exe	3.29.2.0	32E411321911BEAD6 79C83C4A6DF5847	
	драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	Amra.exe	3.29.2.0	24BCC097AE59DE77 C327BF2F4AEC655B	
	драйвер работы с БД	Cdbora2.dll	3.29.0.0	0AD7E99FA26724E65 102E215750C655A	
	библиотека шифрования пароля счетчиков	encryptdll.dll	2.0.0.0	0939ce05295fbcbb ba400eeae8d0572c	
	библиотека сообщений планировщика опросов	alphamess.dll	Нет данных	b8c331abb5e34444 170eee9317d635cd	

Метрологические и технические характеристики

Количество ИК коммерческого учета	8
Номинальное напряжение на вводах системы, кВ	10; 0,4
Номинальные значения первичных токов ТТ измерительных каналов, А	300 (ИК 1, ИК 2) 150 (ИК 3, ИК 4) 1000 (ИК 5, ИК 6) 1500 (ИК 7, ИК 8)
Рабочие условия эксплуатации:	
– напряжение, В	(0,95 – 1,05) Uном
– ток, А	(0,05 – 1,2) Iном
– коэффициент мощности, cosφ	0,5 ≤ cosφ ≤ 1
– температура окружающей среды, °С	от минус 10 до 30
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов системы, с	±5
Средняя наработка на отказ счетчиков, ч, не менее	80000

Пределы допускаемых относительных погрешностей ИК АИИС КУЭ (измерение активной и реактивной электрической энергии и мощности), %, для рабочих условий эксплуатации АИИС КУЭ приведены в табл. 3.

Таблица 3

№ ИК	Наименование присоединения	Значение $\cos\varphi$	$2\%I_{ном} \leq I < 5\%I_{ном}$	$5\%I_{ном} \leq I < 20\%I_{ном}$	$20\%I_{ном} \leq I < 100\%I_{ном}$	$100\%I_{ном} \leq I \leq 120\%I_{ном}$
Активная энергия						
1	РП-10, ввод 1	1,0	±1,8	±1,2	±1,1	±1,1
2	РП-10, ввод 2					
3	РП-10, ТСН-1		±2,4	±1,8	±1,7	±1,7
4	РП-10, ТСН-2					
5	ТП-38, ввод 1					
6	ТП-38, ввод 2					
7	КТП-45, ввод 1					
8	КТП-45, ввод 2					
1	РП-10, ввод 1	0,8	±2,7	±1,8	±1,4	±1,4
2	РП-10, ввод 2					
3	РП-10, ТСН-1		±3,1	±2,5	±2,1	±2,1
4	РП-10, ТСН-2					
5	ТП-38, ввод 1					
6	ТП-38, ввод 2					
7	КТП-45, ввод 1					
8	КТП-45, ввод 2					
1	РП-10, ввод 1	0,5	±4,9	±3,1	±2,4	±2,4
2	РП-10, ввод 2					
3	РП-10, ТСН-1		±5,2	±3,5	±2,8	±2,8
4	РП-10, ТСН-2					
5	ТП-38, ввод 1					
6	ТП-38, ввод 2					
7	КТП-45, ввод 1					
8	КТП-45, ввод 2					
Реактивная энергия						
1	РП-10, ввод 1	0,8	±4,4	±3,2	±2,7	±2,7
2	РП-10, ввод 2					
3	РП-10, ТСН-1		±5,5	±4,6	±4,2	±4,2
4	РП-10, ТСН-2					
5	ТП-38, ввод 1					
6	ТП-38, ввод 2					
7	КТП-45, ввод 1					
8	КТП-45, ввод 2					
1	РП-10, ввод 1	0,5	±2,9	±2,4	±2,1	±2,1
2	РП-10, ввод 2					
3	РП-10, ТСН-1		±4,2	±3,9	±3,6	±3,6
4	РП-10, ТСН-2					
5	ТП-38, ввод 1					
6	ТП-38, ввод 2					
7	КТП-45, ввод 1					
8	КТП-45, ввод 2					

Примечание:

В качестве характеристик погрешности указаны пределы допускаемой относительной погрешности измерений ИК (измерение активной и реактивной электрической энергии и мощности) при доверительной вероятности 0,95.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- счетчики электрической энергии – среднее время наработки на отказ, не менее 80000 ч, средний срок службы 30 лет;
- трансформатор тока – среднее время наработки на отказ для ТОЛ-10-І 4000000 ч, для Т-0,66 100000 ч, для Т-0,66 и Т-0,66 М У3 219000 ч;
- трансформатор напряжения – среднее время наработки на отказ 4400000 ч;
- модем для коммутируемых линий – среднее время наработки на отказ 200000 ч;

- GSM модем – среднее время наработки на отказ, не менее 30000 ч;
- УСПД – среднее время наработки на отказ, не менее 100000 ч, средний срок службы 30 лет;
- УСВ-2 – среднее время наработки на отказ, не менее 35000 ч;
- Сервер БД – среднее время наработки на отказ, не менее 100000 ч.

Надежность системных решений:

- резервирование питания компонентов АИИС КУЭ;
- резервирование каналов связи: для передачи информации внешним организациям организованы два независимых канала связи.

Регистрация в журналах событий компонентов системы времени и даты:

- счетчиками электрической энергии:
 - попыток несанкционированного доступа;
 - связи со счетчиком, приведших к каким-либо изменениям данных;
 - коррекции текущих значений времени и даты;
 - отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
 - перерывов питания;
 - самодиагностики (с записью результатов);
- УСПД:
 - попыток несанкционированного доступа;
 - связи с УСПД, приведшие к каким-либо изменениям данных;
 - перезапуска УСПД;
 - коррекции текущих значений времени и даты;
 - перерывов питания;
 - самодиагностики (с записью результатов).

Защищённость применяемых компонентов

Механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчиков электрической энергии;
- клемм вторичных обмоток трансформаторов тока и напряжения;
- промежуточных клеммников вторичных цепей тока и напряжения;
- испытательных клеммных коробок;
- УСПД;
- сервера БД.

Защита информации на программном уровне:

- установка паролей на счетчиках электрической энергии;
- установка пароля на УСПД;
- установка пароля на сервер БД;
- возможность использования цифровой подписи при передачи данных.

Глубина хранения информации:

- счетчик электрической энергии - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; сохранность данных в памяти при отключении питания – 30 лет;
- УСПД – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях по каждому ИК не менее 35 суток, сохранность данных в памяти при отключении питания - не менее 5 лет;
- Сервер БД - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений - за весь срок эксплуатации системы.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист эксплуатационной документации на АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение (марка и/или тип оборудования, версия ПО)	Кол-во
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-1	6
Трансформаторы тока	Т-0,66 М У3	1
Трансформаторы тока	Т-0,66 У3	17
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	2
Счетчики электрической энергии	EA02-RLX-P2BN-4	2
	EA05-RLX-P2BN-4	6
УСПД	RTU 325L-E2-512-M2-B2	1
УСВ	УСВ-2	1
Модем	ZyXEL U-336 E plus	1
GSM-модем	Teleofis RX 100-R COM	1
Сервер базы данных	ПЭВМ (IBM совместимый)	1
Программное обеспечение «АльфаЦЕНТР»	АС_PE_50	1
Инструкция по формированию и ведению базы данных	58317473.422231.1008-01.И4	1
Руководство пользователя	58317473.422231.1008-01.И3	1
Технологическая инструкция	58317473.422231.1008-01.И2	1
Инструкция по эксплуатации	58317473.422231.1008-01.ИЭ	1
Методика измерений	58317473.422231.1008-01.МИ	1
Паспорт-формуляр	58317473.422231.1008-01.ПС	1

Поверка

осуществляется в соответствии с документом МИ 3000-2006 «Государственная система обеспечения единства измерений. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки».

Перечень эталонов, применяемых при поверке:

- средства поверки трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003;
- средства поверки трансформаторов напряжения – по ГОСТ 8.216-88;
- средства поверки счетчиков электрической энергии типа ЕвроАльфа – в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии многофункциональные ЕвроАльфа. Методика поверки», согласованным с ГЦИ СИ ФГУ «Ростест-Москва» в сентябре 2007 г.;
- УСПД типа RTU-325L – в соответствии с документом «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки. ДЯИМ.466453.005.МП», согласованным с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 15.02.2008 г.;
- УСВ-2 – в соответствии с документом «Устройства синхронизации системного времени УСВ-2. Методика поверки. ВЛСТ 237.00.001И1», согласованным с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИФТРИ» 12.05.2010 г.;
- переносной компьютер с ПО и оптическим преобразователем для работы со счетчиками системы;
- радиочасы МИР-РЧ-01.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе 58317473.422231.1008-01.МИ «Методика измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности при помощи системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности закрытого акционерного общества «Петербургский нефтяной терминал». Свидетельство об аттестации № 01.00292.432.00208-2012 от 20.02.2012.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ закрытого акционерного общества «Петербургский нефтяной терминал»

1. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
2. ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
3. МИ 3000-2006 «Государственная система обеспечения единства измерений. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Оператор коммерческого учета» (ООО «ОКУ»)
Адрес: 190031, г. Санкт-Петербург, набережная реки Фонтанки, д. 113, лит. А.
Тел. (812) 740-63-22.
Факс (812) 740-63-22.
www.oku.com.ru.

Испытательный центр

ГЦИ СИ ФБУ «Тест-С.-Петербург» зарегистрирован в Государственном реестре под № 30022-10.
190103, г. Санкт-Петербург, ул. Курляндская, д. 1.
Тел.: (812) 244-62-28, 244-12-75, факс: (812) 244-10-04.
E-mail: letter@rustest.spb.ru.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства по
техническому регулированию
и метрологии

Е.Р. Петросян

М.П.

«_____» _____ 2012 г.